Le réseau de transport d'électricité

GT Producteurs et Stockeurs

2 décembre 2024

Présentation externe

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. **Lancement de la concertation sur les modifications des capacités constructives**

2. **Bilan de consultation sur le décompte off-shore**

3. **S3REnR**
   - **Etats des lieux des S3REnR**
   - **Suivi de la concertation Nouveau dispositif**

1 Lancement de la concertation sur les modifications des capacités constructives

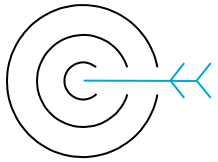
Lancement d’une concertation sur les capacités constructives

Unités de production et de stockage



- Ajout de la **capacité à amortir les oscillations électromécaniques (fonction PSS)** pour les **unités synchrones de type D d’une puissance supérieure à 75 MW**
- Ajout de **la fourniture d’un modèle fréquentiel de l’installation pour les unités de stockage,** par homogénéité avec les unités non synchrone (y compris en mer)

- Lot de **modifications pour clarification** dans les cahiers de charges, dans les **données** et **simulations** à fournir, et sur les **fiches de contrôle de conformité** :
  - Mise en cohérence de l'injection de courant réactif avec la norme NF EN 50549-1,2
  - Etudes de stabilités : Paramètre b de la réactance du réseau pour les études de stabilité
  - Equipements de simulation temps réel du contrôle-commande et des protections
  - Clarifications sur le modèle EMT
  - Clarifications sur les études d’interactions à mener lors du raccordement d’un PPM DC
  - Modification de certaines fiches de contrôles de conformité



Périmètre des propositions d'évolution

	Type d'unité	Articles				
		5.1.1 (exigences)	8.3.1 (non synchrone)	8.3.2 (synchrone)	8.3.3 (trame contrôle)	8.3.4 (stockage)
Ajout de la capacité à amortir les oscillations (fonction PSS)	Unité synchrone Pmax>= 75 MW	X		X	X	
Modèle fréquentiel de l'installation	sur demande RTE : Unités non synchrones C ou D, Offshore PPM, unité de stockage	X	X		X	X
Injection rapide de courant réactif et norme EN 50549 - 2	Unité non synchrone B, C, D	X	X		X	X
Etudes de stabilités : Paramètre b de la réactance du réseau pour les études de stabilité	Unités non synchrones en HTB1		X			X
Equipements de simulation temps réel du contrôle-commande et des protections	sur demande RTE : Unité non synchrone type D et offshore PPM		X		X	
Clarifications sur le modèle EMT	Types C, D sur demande RTE		X	X		X
Clarifications sur les études d'interactions à mener lors du raccordement d'un PPM DC	Offshore PPM DC		X			
Modification de certaines fiches de contrôle de conformité					X	

Capacité à amortir les oscillations (fonction PSS) 1/2

- **Objectifs et unités concernées:**
  - **Contribuer à l'amortissement des modes d'oscillation électromécanique**, dont les modes interzones, pour les unités de production **synchrones de type D** d'une puissance **Pmax supérieure à 75 MW**

- **Contexte :**
  - Aujourd'hui il existe des modes avec un **amortissement faible** qui nécessitent régulièrement des actions curatives de la part des GRT. L'ENTSO-E mène un travail pour vérifier que la contribution des unités synchrones existantes est suffisante.
  - Les **modes d'oscillations du futur sont incertains** (insertion des ENR, raccordement de nouveau pays comme la plaque Balte). Il est probable que plus de capacité d'amortissement soit nécessaire en France dans les prochaines années.
  - **La plupart des unités synchrones aujourd'hui raccordées au réseau de RTE disposent d'une fonction PSS** (*Power System Stabilizer*). L'exigence proposée doit permettre de s'assurer de l'activation de la fonction PSS en plus de son bon paramétrage.
  - L'exigence s'appuie sur :
    - des **grid codes existants** (NERC aux USA, ESO en Grande-Bretagne, TEIAS en Turquie, …) implémentant déjà une exigence sur les PSS en simulation et/ou en essai réel.
    - des **standards et des documents scientifiques** (IEEE Std 421.2 2014, IEEE Tutorial Course Power System Stabilization Via Excitation Control 1990, Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems, University of Adelaide Press 2015, …).
  - Cette proposition **décline l'article 19.2 du code RfG** :

    «2. Les unités de production d'électricité synchrones de type D satisfont aux exigences supplémentaires suivantes concernant la stabilité en tension : (…)

    v) une fonction de stabilisation de puissance (PSS) destinée à amortir les oscillations de puissance, si la taille de l'unité de production d'électricité synchrone se situe au-dessus d'une valeur de puissance maximale fixée par le GRT compétent. »

Capacité à amortir les oscillations (fonction PSS) 2/2

- **Articles modifiés :**
  - Article 5.1.1 - Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production
  - Article 8.3.2 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (Unité synchrone)
    → Paragraphe 3.6.7 « Amortissement des oscillations »
  - Article 8.3.3 – Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage
    → Création des fiches I17 et F17 pour les unités synchrones

- **Description de l'exigence** :
  - En simulation, pour différents points de fonctionnement, s'assurer que le couple électrique créé par le PSS est bien en phase avec la vitesse et que le gain est suffisant, en temporel et en fréquentiel
  - En essai, vérifier que le PSS apporte bien de l'amortissement et que la fonction a une marge de gain suffisante, en temporel et en fréquentiel

Injection rapide de courant réactif et norme EN 50549 - 2

- **Objectifs :**
  - **Mise en cohérence de l'exigence avec la norme EN 50549-2 à laquelle la DTR actuelle fait référence pour l'injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau**
  - Clarification de la fiche I5 pour évaluer le comportement sur un creux de tension de profondeur intermédiaire.
  - Les paramètres nécessaires à la définition du fonctionnement sont listés dans l'annexe C de la norme, avec des valeurs par défaut spécifiées dans la trame de cahier des charges :

Article(s) / paragraphe(s) de la présente EN	Réf.	Paramètre	Plage typique de valeurs	Valeur par défaut	Exigence du GSD
4.7.4.2.1 Soutien de la tension lors de défauts et d'échelons de tension - Généralités	B	Activation	activer | désactiver	désactivé	activé
	B	Surtension de la plage de tension statique	100 % U_c – 120 % U_c	110 % U_c	110% Uc
	B	Sous-tension de la plage de tension statique	80 % U_c – 100 % U_c	90 % U_c	90% Uc
	B	Plage d'insensibilité de ΔU50per	0 % – 15 %	5 %	15 %
	B	Gradient k1	0 – 6	2	2
	B	Gradient k2	0 – 6	2	2
4.7.4.2.1.2 Modes facultatifs	n.a.	Priorité de la puissance active:	activer | désactiver	désactivée	désactivée
	n.a.	Limitation du courant réactif [% courant assigné]	0 %–100 %	désactivée	désactivée
	n.a.	Seuil de courant nul:	20 % U_c – 100 % U_c	désactivée	désactivée
4.7.4.2.2 Mode de courant nul pour les technologies de production utilisant un convertisseur	n.a.	Activation	activer | désactiver	désactivée	désactivée
	n.a.	Sous-tension de la plage de tension statique	20 % U_c – 100 % U_c	50 % U_c	

- **Articles modifiés :**
  - Article 5.1.1 - Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production
    → Paragraphe 4.7.3.3 « Injection de courant réactif sur défaut »
  - Article 8.3.1 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (parc non synchrone de générateurs, y compris en mer)
    → Paragraphe 3.4.7 « Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau »
  - Article 8.3.4 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (Unité de stockage non synchrone)
    → Paragraphe 3.3.7 « Injection rapide de courant réactif en cas d'aléa réseau »
  - Article 8.3.3 – Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage
    - → Fiche I5 : « INJECTION DE COURANT REACTIF SUR DEFAUT »

Etudes de stabilités : Paramètre b de la réactance du réseau pour les études de stabilité

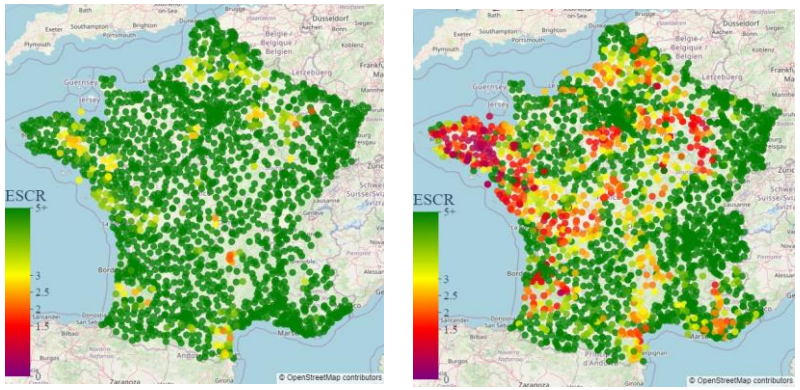
- **Objectifs** :
  - **Améliorer la robustesse des unités non synchrones dans des situations de réseaux plus faibles** du fait de la pénétration croissante de dispositifs connectés par de l'électronique de puissance

Unité non synchrone :
paramètre b identique pour toute unité de Pmax< 250 MW

Condition d'application : Types B, C, D ou offshore PPM raccordés en HTB1
- ***Si Pmax_unité < 250 MW***
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.32 p.u. base [U_{dim}], S_n
- ~~***Si 50 MW <= Pmax_unité < 250 MW***~~
  - ~~« a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n~~
  - ~~« b » = 0.3 p.u. base [U_{dim}], S_n~~

Unité de stockage :
paramètre b identique pour toute unité de type B

Condition d'application : types B, C, D raccordés en HTB1
- ~~***Si Pmax_unité < 50 MW***~~
  - ~~« a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n~~
  - ~~« b » = 0.2 p.u. base [U_{dim}], S_n~~
- ~~***Si Pmax_unité ≥ 50 MW***~~
  - « a » = 0,05 p.u. base [U_{dim}], S_n
  - « b » = 0.3 p.u. base [U_{dim}], S_n



ESCR (*Effective Short Circuit Ratio*) – Mars 2023 et 2030 - France

- **Articles modifiés :**
  - Article 8.3.1 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (parc non synchrone de générateurs, y compris en mer)
    → paragraphe 3.6 « Stabilité »
  - Article 8.3.4 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (Unité de stockage non synchrone)
    → paragraphe 3.5 « Stabilité »

Modèle fréquentiel de l'installation

- **Objectifs :**
  - Fourniture sur demande de RTE de données pour la modélisation fréquentielle, afin de **représenter le comportement fréquentiel de l'installation** sur la gamme [100 Hz ; 2500 Hz] nécessaire à l'élaboration **d'études de comportement fréquentiel du RPT, de distorsion harmonique, de stabilité fréquentielle, d'amplification harmonique**
  - **Clarifier cette exigence déjà présente à travers la fiche I2** pour les unités non-synchrones et l'**étendre aux unités de stockage** par homogénéité

- **Unité concernée** : sur demande de RTE, unités non synchrones de type C ou D, Offshore PPM

- **Description de l'exigence :**
  - Fourniture de tableaux Fréquence/Courant/Impédance des unités de production/stockage/compensation
  - Fourniture de données permettant la modélisation fréquentielle des autres équipements de l'installation
  - Planning de fourniture des données identiques au planning relatif aux modèles EMT

- **Articles modifiés :**
  - Article 8.3.1 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (parc non synchrone de générateurs, y compris en mer)
    → Paragraphe 3.11.3 «Modèle fréquentiel de l'installation ou des équipements composant l'installation»
  - Article 8.3.4 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (parc non synchrone de générateurs, y compris en mer)
    → Paragraphe 3.11.3 «Modèle fréquentiel de l'installation ou des équipements composant l'installation»
  - Article 8.3.3 – Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage
    → Fiche 1 : Liste de données

Equipements de simulation temps réel du contrôle-commande

- **Objectifs :**
  - Actuellement le producteur doit fournir sur demande de RTE une réplique du contrôle-commande de chaque générateur composant l'installation non synchrone, basée sur du matériel physique (HiL). Il est proposé de **laisser la possibilité au propriétaire de choisir la solution de simulation temps réel à fournir à RTE** avec une solution logicielle simulant de contrôle-commande (HiL, Sil, ou un mix des 2 solutions)
  - Clarifier les exigences relatives à la fourniture d'une solution SiL (*Software in the Loop*).

- **Unité concernée** : sur demande de RTE, unités non synchrones de type D, Offshore PPM

- **Description de l'exigence** :
  - Fourniture d'une solution permettant de simuler en temps réel l'installation du producteur
  - En intégrant dans les solutions les codes de contrôle commande et protection des équipements que l'on retrouve sur site

- **Articles modifiés** :
  - Article 8.3.1 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (parc non synchrone de générateurs, y compris en mer)

    → Paragraphe 3.11.4 « Equipements de simulation temps réel du contrôle-commande et protection » qui remplace le paragraphe 3.11.3 actuellement en vigueur « réplique du contrôle- commande »
  - Article 8.3.3 – Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage

    → Fiche I14 : Validation du comportement des solutions de simulation temps réel du contrôle-commande et protections

Autres modifications

- Modifications apportées à certaines **fiches de contrôle de conformité (article 8.3.3) :**
  - Reformulation, simplification des schémas, clarification des conditions de tests et des données à fournir pour les fiches I2, I3, I4, I6, I8, I10, I16, F14, F16 : harmonisation des sorties attendues, description plus complète, description des essais lorsqu'un automate est demandé

- Modifications apportées sur la **fourniture de modèles EMT (article 8.3.1 *§3.11.2*, article 8.3.2 *§3.11*, et article 8.3.4 *§3.10.3*) :**
  - Les DLL fournies par le Producteur ou le Stockeur à RTE seront en 2 formats : 32 bits et 64 bits.
  - Mise en cohérence des exigences de fourniture des modèles EMT des unités synchrones

- Clarifications apportées sur les **études d'interactions à mener pour les PPM DC (article 8.3.1, *§3.12*) :**
  - Les études d'interactions sont à mener avec des modèles EMT.
  - RTE mènera en parallèle ses propres études d'interactions. Tous les acteurs seront impliqués dans l'éventuelle recherche de solutions en cas de détection d'effets négatifs pour la connexion du Producteur.

Outil de génération du rapport de validation du modèle phaseur

- Programmation à venir d'un atelier technique dédié à la présentation d'un **outil open-source construit par RTE** permettant de **générer le rapport de validation pour les fiches du modèle phaseur** (I16 et F16).
  - Usage non obligatoire
  - Evite les ambiguïtés sur l'interprétation des fiches : les sorties de l'outil seront directement exploitables et au bon format

An open-source tool for the validation of power park modules generic models

August 2024

Conference: CIGRE 2024 · At: Paris

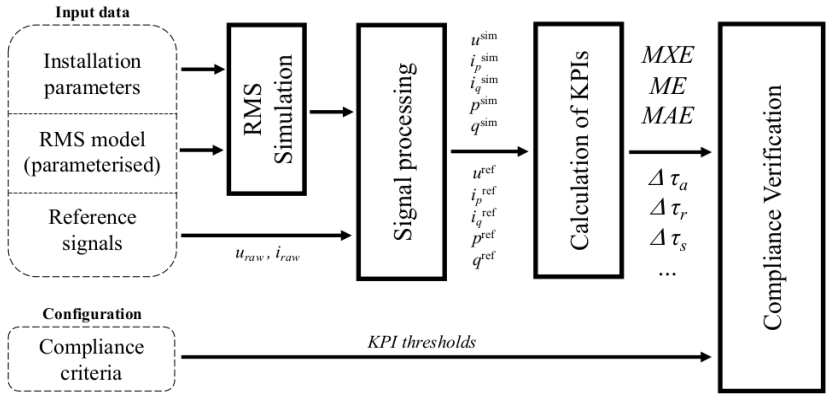


Figure 1: Overview of the RMS model validation tool processes.

https://github.com/dynawo/dyn-grid-compliance-verification

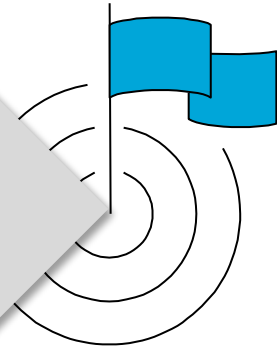
Calendrier prévisionnel

GT du 02 décembre
Présentation des évolutions

Jusqu'au 16 février 2025
Concertation sur les propositions de modifications

T2 2025
Consultation

T2-T3 2025
Entrée en vigueur



2 Bilan de consultation sur le Service de Décompte algorithmique offshore

impact du passage des données au pas 5 mn

Rappel du contexte

Impact de l'évolution du pas de Règlement des Ecarts au pas 15 mn (ISP15) sur le service de Décompte algorithmique off-shore

- Dans le cadre du Règlement européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing » (EBGL), une évolution des systèmes d'information de RTE est nécessaire afin de satisfaire le passage du Pas de Règlement des Ecarts au pas 15 minutes à partir du **1er janvier 2025 (ISP15)** → l'ensemble des données des Données de Comptage et des Données Physiques mise à disposition par RTE a d'ores et déjà basculé d'un pas 10 minutes vers un **pas 5 minutes** le **1er juin 2024.**

- Cette évolution doit être prise en compte dans le **Service de Décompte algorithmique offshore**, qui s'appuie sur les données de comptage fournies par RTE, mais aussi sur les **données de télémesure (TM) de chaque éolienne qui doivent également être fournies par le client au pas 5 minutes**, à compter du **1er janvier 2025**.

Proposition de RTE : le producteur peut choisir entre 2 options

1er cas: le producteur accepte de transmettre les télémesures au pas 5 minutes

Le passage des TM au pas 5' doit être tracé dans :

- ✓ Le Cahier des Charges pour le Comptage et le Décompte annexé à la Convention de Raccordement du client (via un avenant le cas échéant)
- ✓ Le Contrat de Prestation Annexe pour le Service de Décompte off-shore.

2nd cas: le producteur choisit de conserver la transmission des télémesures au pas 10 minutes

- ✓ **Le maintien des TM au pas 10' doit être tracé** dans le Contrat de Prestation Annexe pour le Service de Décompte offshore.
- ✓ Le Contrat de Prestations Annexes doit évoluer pour préciser les **conditions restrictives** dans lesquelles RTE réalise ce service de décompte.

Consultation sur l'évolution du CPA pour le Service de Décompte off-shore

Conditions Générales : à défaut de transmission des TM au pas 5', le producteur prend une partie de la responsabilité des conséquences liées aux écarts du décompte des flux effectué par le Service de Décompte off-shore

Les Installations de Décompte pour la Répartition des Energies doivent respecter les dispositions générales précisées dans le « cahier des charges comptage et décompte » annexé à la convention de raccordement de l'Installation, qui précise notamment le pas de mesure des flux d'énergie par ces installations. Le respect des engagements du Client conditionne l'exactitude et la fiabilité du décompte de flux d'énergie.

En particulier, le respect du règlement européen EBGL, qui impose un passage du décompte des flux d'énergie au pas de 15 minutes à partir du 1er janvier 2025, nécessite que les Installations de Décompte pour la Répartition des Energies transmettent des mesures des flux d'énergie au pas 5 mn à partir de cette date. Cette évolution nécessite au préalable l'évolution du « cahier des charges comptage et décompte » annexé à la convention de raccordement de l'Installation du Client, afin d'y intégrer la transmission par le Client des données de télémesures au pas 5 minutes.

A défaut, RTE ne pourra être tenu responsable des défauts concernant la qualité du service rendu mesurée conformément au 14.4.4 du Contrat, sauf si le client établit que ces défauts n'ont pas pour origine la transmission par le Client des données de télémesures au pas 10 minutes. En outre, lorsque RTE n'est pas tenu responsable de ces défauts, le Client garantit RTE contre toute action de tiers relative à ces éventuels défauts et s'engage à faire son affaire des conséquences techniques, juridiques et financières des défauts précités.

* Prise en compte des remarques au cours du dernier GT Producteur du 22/10/24

Conditions Particulières : traçabilité du choix du producteur de passer au pas 5', ou de rester au pas 10' à compter du 1ier janvier 2025

[A renseigner à compter du 1er janvier 2025] :
Information sur le pas de mesure des Installations de Décompte pour la Répartition des Energies :
- [ ]passage au pas de mesure de 5 minutes à compter du XX/XX/XX ;
- [ ] maintien du pas de mesure de 10 minutes.

Consultation (conceRTE) : **Du 7 au 22 novembre 2024**

Bilan de la consultation

Conditions Générales :



« RTE dispose de compteurs physiques avec un pas de 5 minutes. Lorsque toutes les tranches de contrat d'achats sont activées la somme des productions calculées pour les contrats d'achat doit être égale à la somme des productions mesurées sur les cables exports. RTE peut controler cette égalité et faire que l'algorithme l'assure au pas 5 min même si les données de télémesures transmises par le client sont au pas 10 minutes. Le producteur ne peut donc être tenu responsable d'écart entre ces deux calculs de la production totale de l'installation et ce pour chaque point 5 min. »

L'algorithme fait un certain nombre de contrôles qui permettent de réaliser une répartition fine lorsqu'ils sont concluants, et à l'inverse une répartition arbitraire lorsque des incohérences sont constatées. L'algorithme fait donc un contrôle de cohérence sur :

- les données de comptage entre elles sur la base des données de comptage issues de compteurs physiques de RTE → pas de problème pour assurer ce contrôle (au pas 5 ou au pas 10)
- les données de télémesures entre elles → pas de problème pour ce contrôle (au pas 5 ou au pas 10)
- les données de télémesures avec les données de comptages → pour ce contrôle, il faut que les données de TM et les données de comptage soient au même pas. Si les données de TéléMesures sont au pas 10', elles ne peuvent pas être comparées à des données de comptage au pas 5'.

→ **Formulation soumise à consultation maintenue.**

Conditions Particulières :



« Pouvez-vous confirmer que la mention [à renseigner à compter du 1er janvier 2025] signifie que ce document s'appliquera aux parcs offshores mis en service après le 1er janvier 2025 ? »

Le choix retenu par le client (données TM au pas 5 mn ou bien 10 mn) doit être indiqué dans les CP pour tous les clients qui ont souscrit le service, que ce soit pour les parcs offshore mis en service avant ou après le 1er janvier 2025

→ **Formulation soumise à consultation maintenue.**

Focus mise à jour documentaire

- **Liste des documents impactés**

Pour rappel, outre le CPA, l'ensemble de la documentation spécifique au service de décompte algorithmique offshore est accessible depuis le portail services

Titre	Description
Guide d'implémentation des échanges de données entre RTE et les producteurs éoliens offshore dans le cadre de la prestation de décompte algorithmique offshore	Fonctionnement général, description technique et fonctionnelle du flux, spécificités
Stratégie de test des échanges de données entre RTE et les Producteurs éoliens offshore dans le cadre de la prestation de décompte algorithmique offshore	Description des tests techniques et des tests fonctionnels
Description de l'algorithme de détermination de la production d'une éolienne ramenée au point de connexion	Description du fonctionnement de l'algorithme
Guide utilisateur de l'architecture d'échange RMC (Routage Multi Canal) : PIMM_Guide_Utilisateur_HTTPS_RMC_4.2.0_i2_fr(données de télémesures), PIMM_Guide_Utilisateur_IHM_RMC_4.2.0_i2_fr(caractéristiques du parc)	Description technique de l'architecture d'échange des données

Détails des mises à jour:
- Sur les données de comptage : passage du pas 10' au pas 5'
- Sur les données de TM : possibilité de les transmettre au pas 5' ou 10'

Pas de mention du pas de données
--> pas de mise à jour nécessaire

Planning

Consultation (conceRTE)

Du 7 au 22 novembre 2024

GT Producteur : Bilan de Consultation

2 décembre 2024

Publication du nouveau CPA dans la DTR, avec MAJ documentaire

Mi décembre 2024

1er janvier 2025

- Signature d'un avenant aux CP pour les parcs titulaires d'un CPA Service de Décompte algorithmique offshore

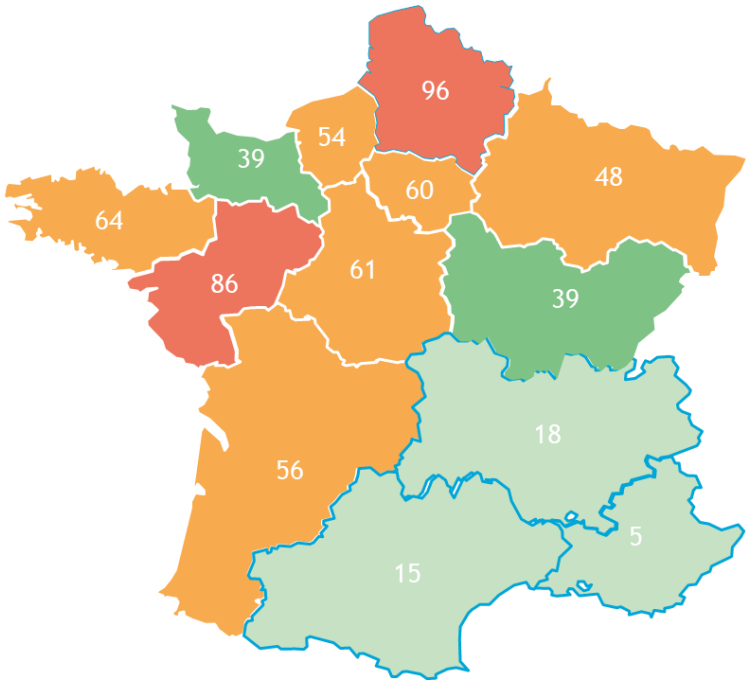
3 S3REnR

1 Etat des lieux

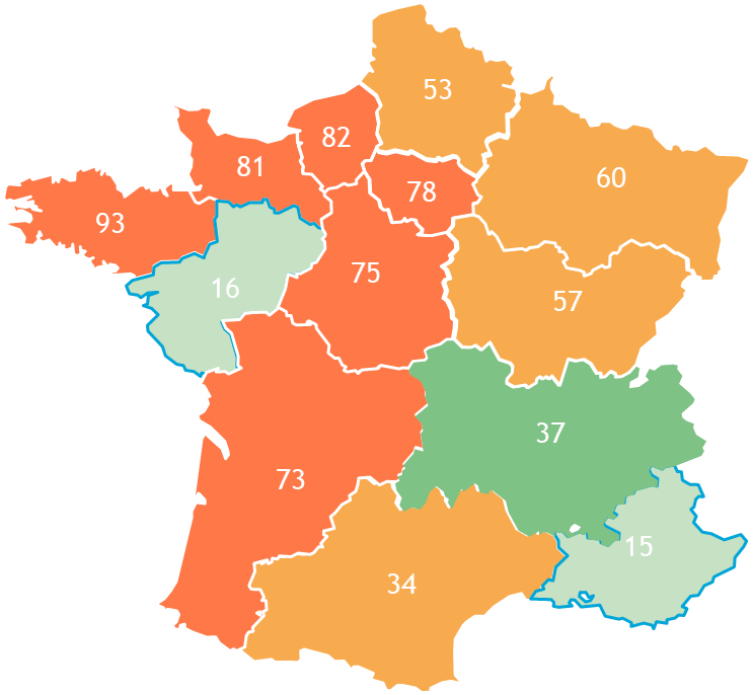
Etat d'avancement des S3REnR

Taux d'affectation des capacités réservées (%)

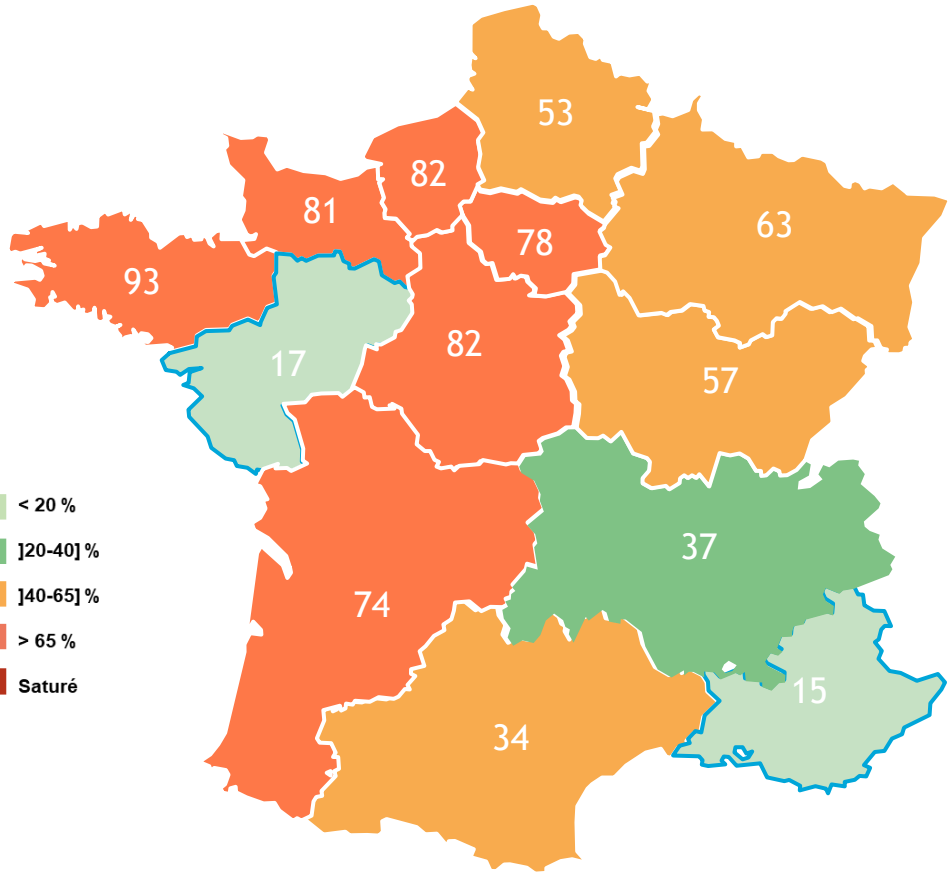
12/2023



10/2024



12/2024



Adaptations en cours

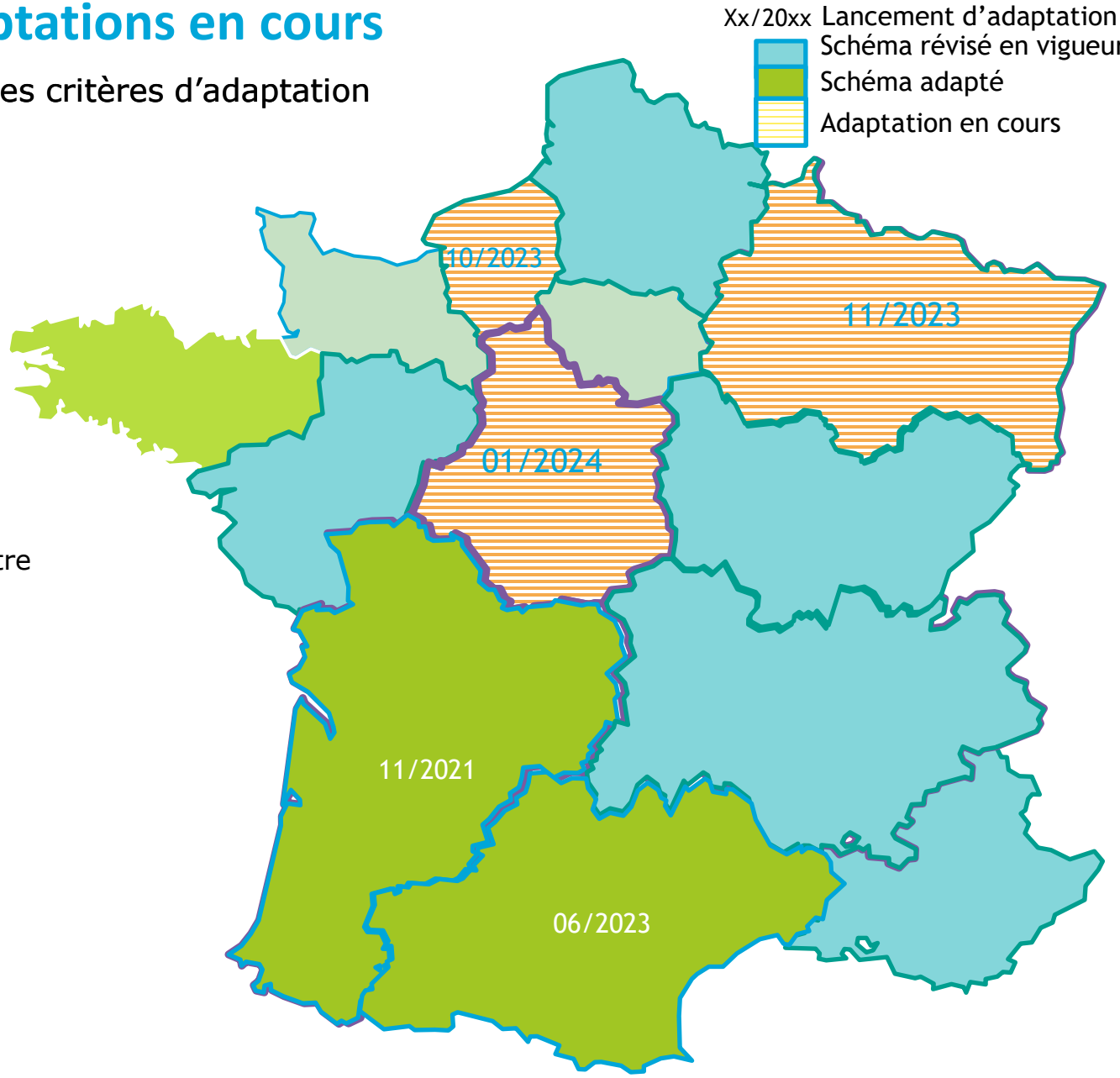
État des critères d'adaptation

<u>Adaptations en vigueur :</u>

Bretagne : Ajout et mutation de TR
Bretagne : Ajout et mutation de TR
Nouvelle-Aquitaine: modification d'ouvrages prévus au schéma
Nouvelle-Aquitaine 2: restructurations de zones
Occitanie : travaux HTB, ajouts de transfos HTA

<u>Adaptations en cours :</u>

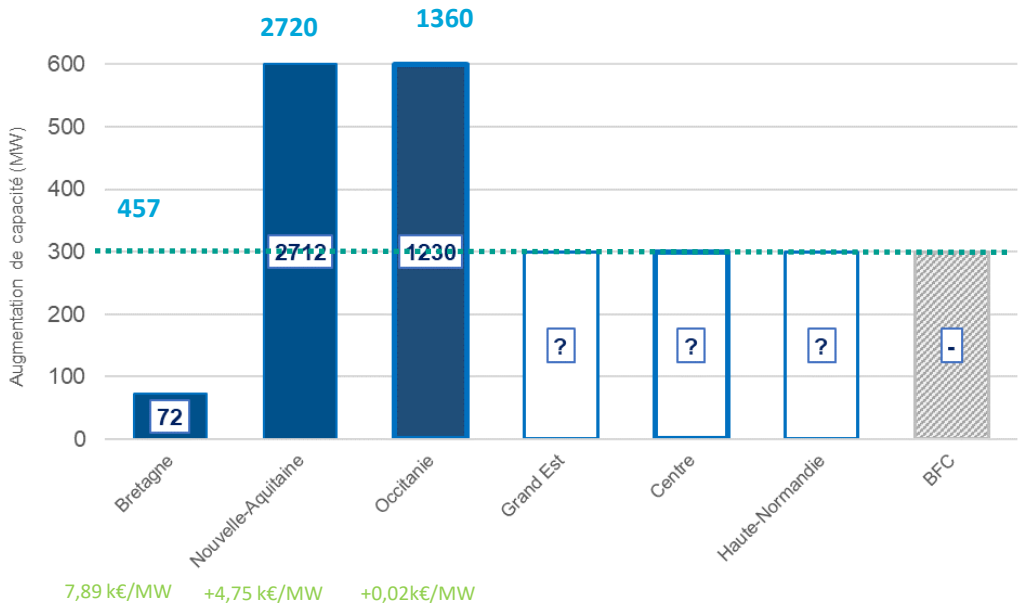
Centre: Consistance en cours d'étude et modification du périmètre
Grand Est: consistance en cours d'étude
Haute-Normandie: ajout de transformateur et self
~~Bourgogne-Franche Comté : *En cours d'abandon*~~

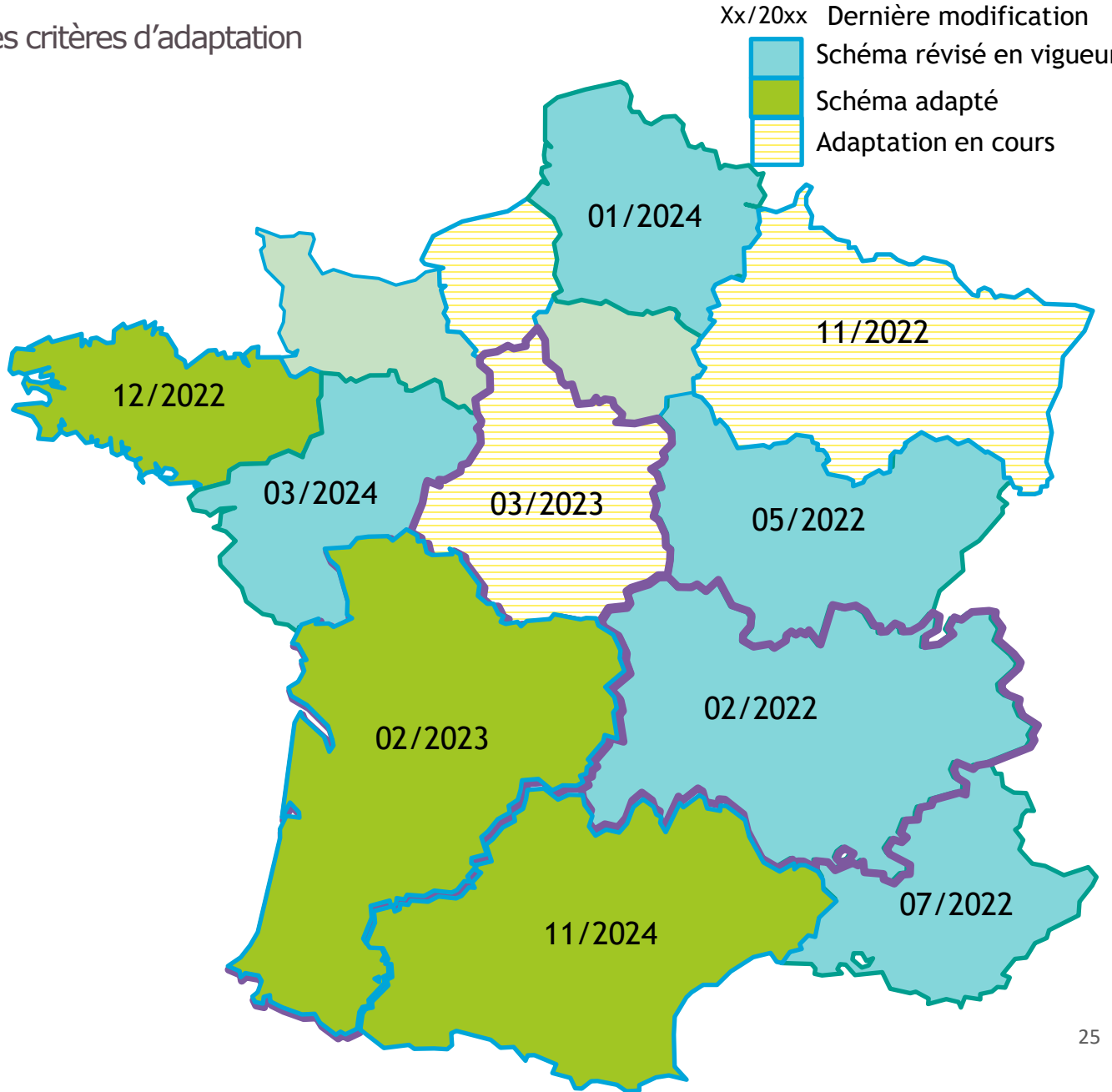


Adaptations

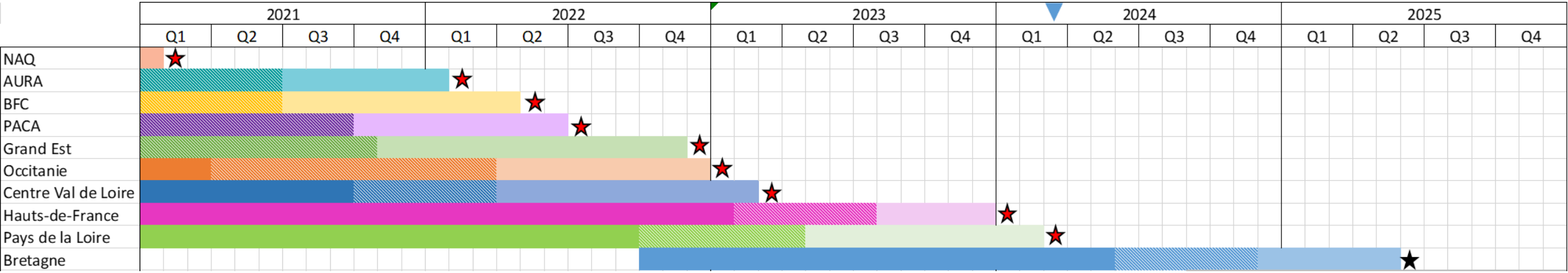
État des critères d'adaptation

Augmentation maximale
par du renforcement





Macroplaning de révision des schémas



Au 21 octobre 2024

Etudes internes

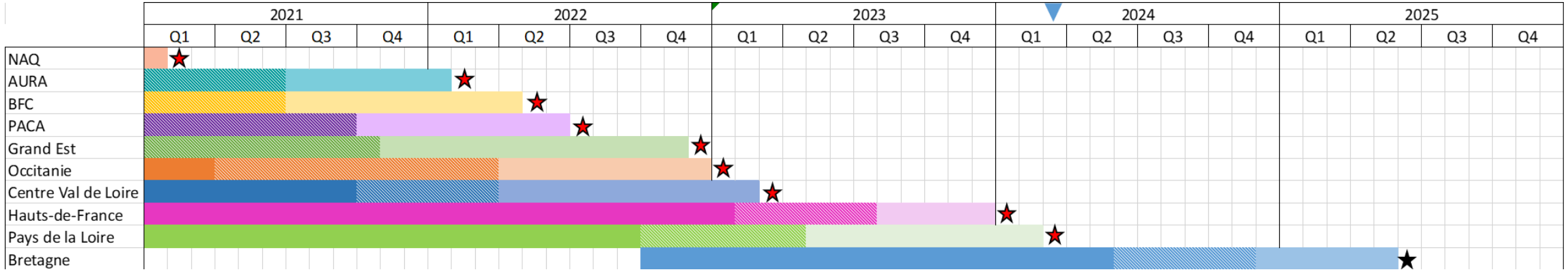
Diffusion à l'externe

Instruction administrative

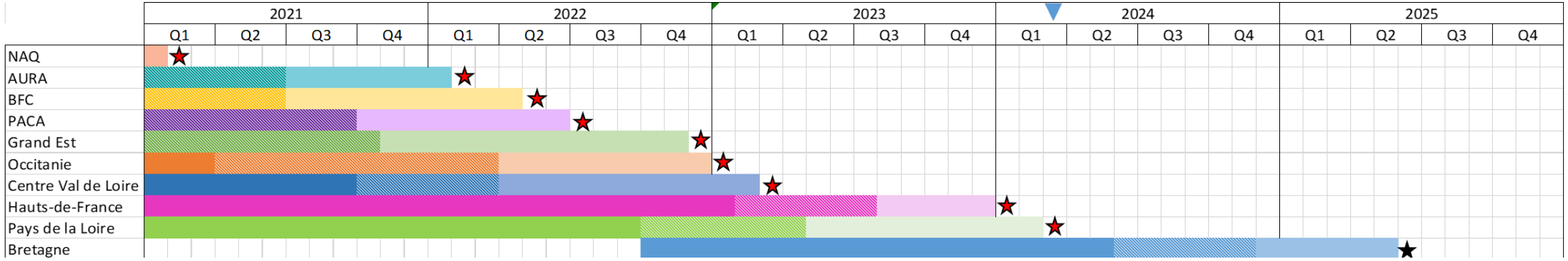
★ Mise en œuvre du S3REnR

Macroplaning de révision des schémas

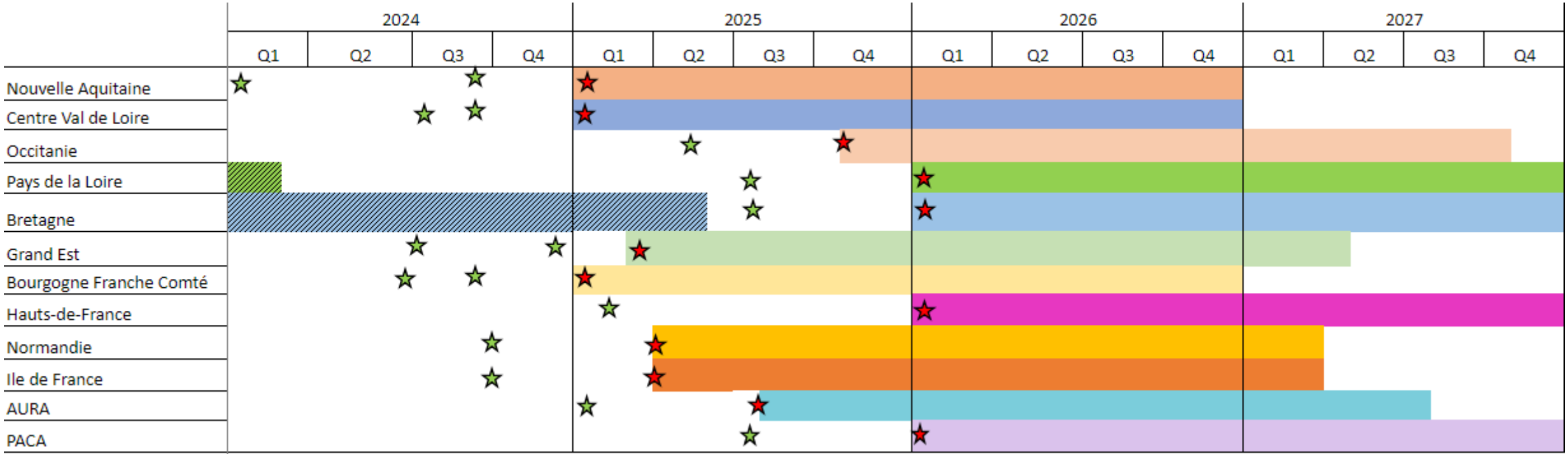
Au 2 décembre octobre 2024



Au 21 octobre2024



Calendrier prévisionnel du lancement des révisions dans le nouveau dispositif



- Le calendrier présenté est un planning prévisionnel à date. Les jalons de lancement de la campagne de recensement des prévisions d'installations EnR et de lancement officiel des révisions seront ajustés en fonction des échanges régionaux
- L'ensemble de ces travaux contribue aux reflexions en cours

2 concertation sur les évolutions du dispositif S3REnR

Rappel : principes proposés pour le droit de priorité à l'instruction en HTB

- **Durée d'application du droit de priorité d'instruction de 12 mois**
- Pendant la période d'application du droit de priorité à l'instruction:
  - ✓ Une étape supplémentaire de vérification des caractéristiques des demandes de raccordement sera nécessaire afin de déterminer si elles répondent aux critères pour bénéficier de la priorité ou non. Ces caractéristiques sont mises en regard des données AERO **à la date de la fin de la campagne de recensement qui a précédé la révision du schéma.**
  - ✓ Les demandes de raccordement non prioritaires pour lesquelles le producteur EnR souhaite bénéficier des capacités réservées du schéma **ne sont pas traitées et ne gardent aucune antériorité.**

Critères de correspondance entre déclaration de prévision de projet et demande de raccordement

Caractéristique	Condition à remplir pour être prioritaire à l'instruction
Société	• La société désignée comme le demandeur de raccordement peut être différente de la société déclarante sur AERO. Cependant, il est demandé la démonstration d'un lien capitalistique similaire à ce qui est demandé pour consentir aux cessions de PTF
Numéro d'identification	• Présenter le numéro d'identification de la prévision de projet précédemment communiqué par RTE pour la révision concernée • RTE doit pouvoir retrouver ce numéro dans la sauvegarde de la BBD AERO faisant foi pour le schéma en vigueur (**à la date de fin de la campagne de recensement indiquée dans le courrier de lancement de campagne**)
Puissance de raccordement demandée	• Inférieure ou égale à la puissance déclarée pour la prévision de projet AERO correspondante. **Toute augmentation de puissance de raccordement ne pourra être demandée qu'à expiration de la période d'application du droit de priorité.**
Énergie primaire	• Identique à la déclaration AERO
Localisation de l'installation	• La commune indiquée dans la demande de raccordement doit être identique à celle qui a été renseignée dans la déclaration de prévision de projet. Si cela n'est pas le cas, tolérance de 5 km. Si le projet s'étale sur plusieurs communes, une des communes doit être identique à celle renseignée sur AERO
Regroupements d'installations	• Le regroupement de projets doit avoir été déclaré au moyen de la campagne de recensement, c'est-à-dire qu'une demande de raccordement HTB consistant à regrouper des projets initialement prévus en HTA ne sera pas prioritaire à l'instruction.

- Par cohérence avec le nouveau parcours raccordement, **RTE souhaite que le principe de priorité à l'instruction s'applique également aux demandes d'études exploratoires.** Pour ces dernières, la durée d'application de la période de droit de priorité à l'instruction sera adaptée pour permettre aux producteurs non prioritaires d'avoir obtenu cette étude avant de déposer la demande de PTF.

Rappel : principes proposés pour le droit de priorité à l'instruction en HTB

Numéro d'identification

- Lorsqu'une prévision d'installation EnR est déclarée, un numéro d'identification unique lui est attribué par AERO. Ce numéro d'identification unique, communiqué au producteur, servira notamment à l'application du droit de priorité à l'instruction en HTB (en application du D 342-22-4 du code de l'énergie)
- Lorsqu'une prévision d'installation est supprimée, le numéro d'identification unique l'est également. Ainsi, si une déclaration est supprimée puis recrée pour le même projet, notamment dans le cas des suppression/imports en masse, **le numéro d'identification unique est modifié.**
- Cela ne fait pas obstacle au bénéfice de la priorité d'instruction pour un projet déclaré pendant une campagne de recensement puis pris en compte, puisque le numéro d'identification qui fait foi pour une version de schéma donnée est connu du producteur. **Autrement dit, le suivi du numéro d'identification, s'il évolue, est à la charge du producteur. Il n'y a pas de « perte de droit de priorité » liée aux suppression/importation en masse**
- En revanche, le suivi sur tout son cycle de vie d'un projet d'installation EnR n'est pas garanti sur AERO : il dépend des pratiques de gestions de déclarations adoptée par les producteurs.

Etes-vous d'accord avec les premiers principes proposés pour le droit de priorité à l'instruction en HTB?

Définition de la notion de « prise en compte »

- Pour définir la notion de projet HTB « pris en compte », RTE propose de partir sur des critères simples, qui s'appuient directement sur une comparaison entre **les données AERO brutes à la date de fin de campagne de recensement** (c'est à dire expurgées des incohérences), et **le schéma validé :**

  - ✓ **Un critère de cohérence** : la prévision d'installation n'est pas « prise en compte » s'il elle a fait l'objet d'une suppression parce que déjà en FA ou considérée comme obsolète, c'est-à-dire pas de confirmation que le projet est toujours d'actualité depuis plus de x mois précédant la date de fin de campagne de recensement. RTE souhaite que x = 3 mois à la cible, mais a proposé 6 mois pour les premières campagnes de recensement, qui sont en cours.
  - ✓ **Un critère de distance maximale** entre la localisation indiquée dans AERO pour la prévision de projet et le poste existant ou à créer le plus proche sur lequel de la capacité réservée est prévue et dont le niveau de tension correspond au domaine de tension de raccordement du projet étant donné la puissance déclarée (pour les regroupements dont GMP : somme des puissances déclarées) : pas plus de **15 km**
  - ✓ RTE s'interroge également sur l'opportunité d'adjoindre un critère relatif à la puissance disponible sur le poste le plus proche

- L'information sur **la non prise en compte d'une prévision d'installation à raccorder au RPT sera** communiquée à chaque société déclarante à la date d'entrée en vigueur du schéma révisé. A noter qu'environ 10% des prévisions d'installation déclarées sur AERO (en nombre et en puissance) n'indiquent pas le domaine de tension de raccordement visé. Pour ces prévisions d'installations, des règles de rattachement doivent être définies, a priori selon le niveau de puissance déclaré pour le projet.

Illustration du critère distance maximal

1 Prévision de projet HTB (unitaire ou regroupement) déclarée sur AERO à la fin de la campagne de recensement

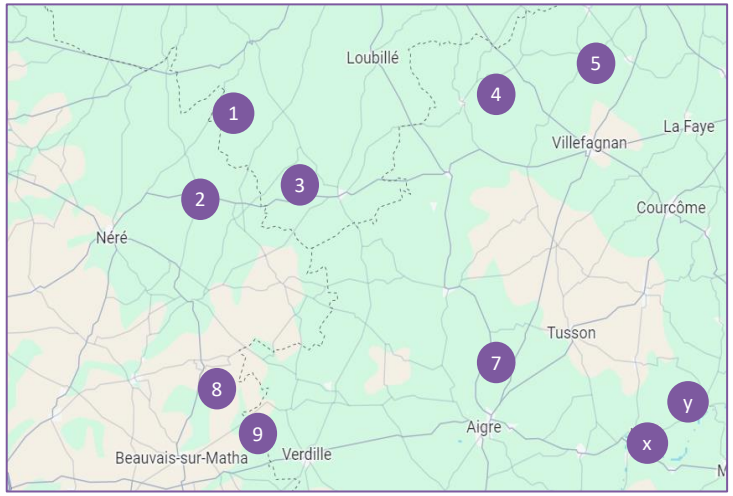
1 Prévision de projet HTB déclarée sur AERO à la fin de la campagne de recensement, après application d'éventuels abattements de puissance

gisement

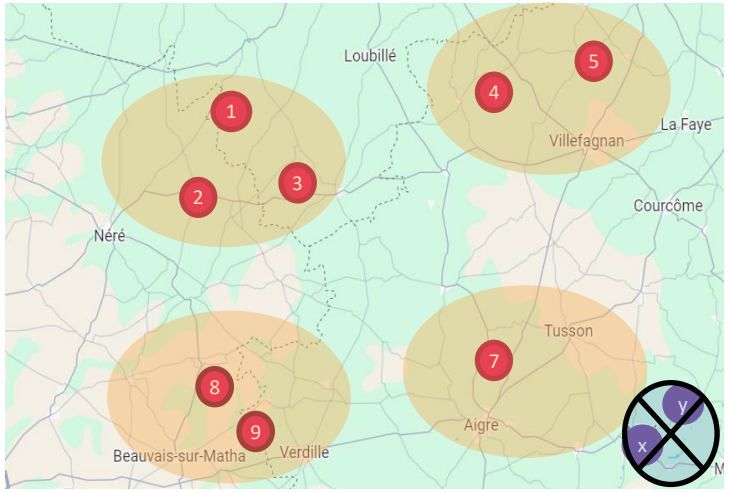
Prévisions de projets obsolètes ou supprimées après correction de cohérence car déjà en FA

Gisement sans solution de raccordement dans le schéma car non-respect des critères technico économiques

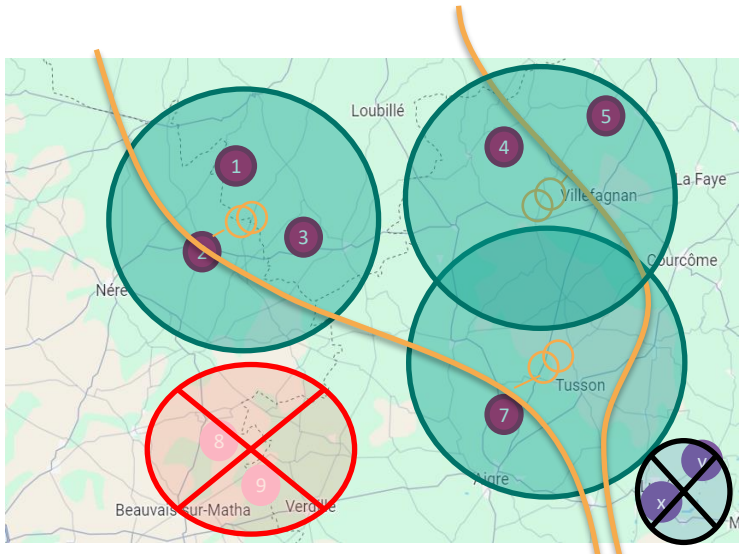
rayon 15 km autour des postes offrant de la capacité réservée. **Selon le résultat de la consolidation des gisements, des études réseaux et également de l'effet des paliers techniques, la capacité réservée pourra être inférieure à la somme des puissances des prévisions de projets présentes dans la zone**



Prévisions de projets présentes dans AERO au moment du lancement de la MaJ



Phase de construction du gisement : pour les volumes HTB, les parties prenantes procèdent à des corrections, par exemple au moyen d' abattements



- *Des ouvrages de création et de renforcement sont prévus pour raccorder les gisements, **en différenciant le rattachement à la HTA ou à la HTB, nécessaire pour prévoir les capacités de transformation HTA/HTB***
- *Des temporisations sont faites par application des critères technico économique*
- ***Pour 8 , 9 , x et y : communication au déclarant de l'information « non pris en compte »***

Définitions - glossaire

	Proposition de définition (ajustements en rouge)	Précision
Date d'entrée en vigueur d'un schéma révisé	Date de publication de l'arrêté préfectoral d'approbation de la quote part unitaire du schéma révisé. A cette même date, RTE publie sur son site le schéma révisé, qui détaille notamment la capacité réservée sur chaque poste du schéma , capacités réservées dont la somme est égale à la capacité globale de raccordement du schéma	L'article D 321-20 n'impose pas de notification des capacités réservées au préfet à la date d'entrée en vigueur du schéma. La communication des capacités réservées intervient plutôt en application du D 321-19 : dépôt de la V2 schéma pour approbation sous un mois de la quote part.
Reconduction du schéma en vigueur	Cas dans lequel après la phase de construction des scénarii de gisements consolidés, il est décidé par les parties prenantes que ceux-ci peuvent être insérés dans la version de schéma en vigueur de la région concernée et qu'il n'est donc pas nécessaire de réviser ce schéma. La révision n'est pas lancée et les parties prenantes se donnent rendez-vous dans un délai d'au plus tard un an pour mettre à jour les scénarii de gisements EnR consolidés et décider ou non de lancer la révision	Le délai peut être plus court qu'un an si l'un des critères de déclenchement de révision est atteint (ex : 50% de la capacité globale de raccordement attribués)
Campagne de recensement	Période temporelle communiquée par RTE pendant laquelle les porteurs de projets lui déclarent leurs prévisions d'installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de puissance supérieure à 250 kilovoltampères qui ne sont pas encore entrées en file d'attente, spécifiquement en vue du lancement, ou de l'évaluation de l'opportunité de lancement de la révision du schéma d'une région. ~~Cette période temporelle ne peut être inférieure à trois mois.~~ La durée de la campagne de recensement ne peut être inférieure à 3 mois	
Période de déclaration	Désigne la campagne de recensement	Ce terme est celui du décret, « campagne de recensement » semble plus parlant pour les non-initiés
Durée du schéma	Horizon de temps, défini par le préfet entre 10 et 15 ans, sur lequel les volumes EnR à raccorder sont projetés pour définir la capacité globale de raccordement et les ouvrages du réseau qui doivent permettre de la mettre à disposition	Notre lecture de la loi est que le préfet a la main sur la définition de la durée du schéma, de manière implicite, lorsqu'il fixe la capacité globale de raccordement
Modification de capacité globale de raccordement	Désigne l'ajustement de +/-10% au maximum de la capacité globale de raccordement auquel le préfet peut procéder au cours du processus de révision, sur demande de RTE	Cet ajustement sera fait prioritairement en cas de dynamique de raccordement RPD trop divergente

Définitions - glossaire

	Proposition de définition	Précision
Dynamique de raccordement	Evolution annuelle des entrées en file d'attente et des mises en service d'installation EnR dans la région concernée observée sur l'historique	Le volume de demandes de raccordement non satisfaites est estimé séparément.
Volume AERO corrigé	Somme corrigée des puissances EnR des prévisions de projets AERO sur un niveau d'agrégation géographique donné (commune, poste ou région par exemple). La correction mentionnée intègre un contrôle de cohérence de premier niveau (notamment doublons, projets déjà en file d'attente), ainsi que des ajustements ~~que l'application, à la puissance déclarée pour chaque prévision de projet, d'un taux de réduction dit "taux de pris en compte", différencié selon l'état d'avancement renseigné~~ visant à ce que le volume soit représentatif du besoin de raccordement sur l'horizon 10 à 15 ans.	La compréhension de RTE est que la correction sur la partie du gisement qui est construite sur la base des déclarations producteurs visait à se projeter sur l'horizon temporel prescrit par la loi.
Gisement ou gisement EnR	Projection de la somme des puissances EnR (toute technologie comprise) à raccorder dans le dispositif S3REnR d'une région, sur un horizon (10 à 15 ans) et sur un niveau d'agrégation géographique donnés (commune, poste ou région par exemple). Pour faciliter les échanges et la concertation, le gisement est également présenté en différenciant les sources d'énergie primaire/ les filières, en segmentant la région sur des carrés de 20km2. Il est construit sur la base de plusieurs sources de données complémentaires : déclarations AERO, modélisation PV diffus	Nous observons une tendance de certains interlocuteurs en région à ne parler que d'AERO pour les gisements EnR, alors que l'on doit aussi intégrer le diffus et le repowering notamment, ainsi qu'une tendance à raisonner sur des projets unitaires alors que ce qui compte c'est une vision agrégée du volume EnR local à insérer sur le réseau. Cette définition factuelle nous semble donc nécessaire.
Offres de raccordement alternative	Offres de raccordement : (i) qui prévoient que la "puissance garantie en injection est inférieure à la puissance de raccordement demandée" et qui prévoient des limitations à la charge du producteur dans la limite de certains seuils définis par l'arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie , ou (ii) qui diffèrent de la solution de raccordement de référence en ce qu'elles présentent une pertinence technico économique accrue pour la collectivité; elles sont alors dites "offres de raccordement alternatives dans l'intérêt du réseau"	Notre lecture est que le renoncement à la mutualisation ne constitue pas une ORA. Il ne nous semble pas non plus nécessaire de rentrer dans le détail des modalités de financement dans cette définition, cela peut être décrit dans le corps du texte de la DTR

Réponses aux remarques/questions GT précédents

1. Planning type

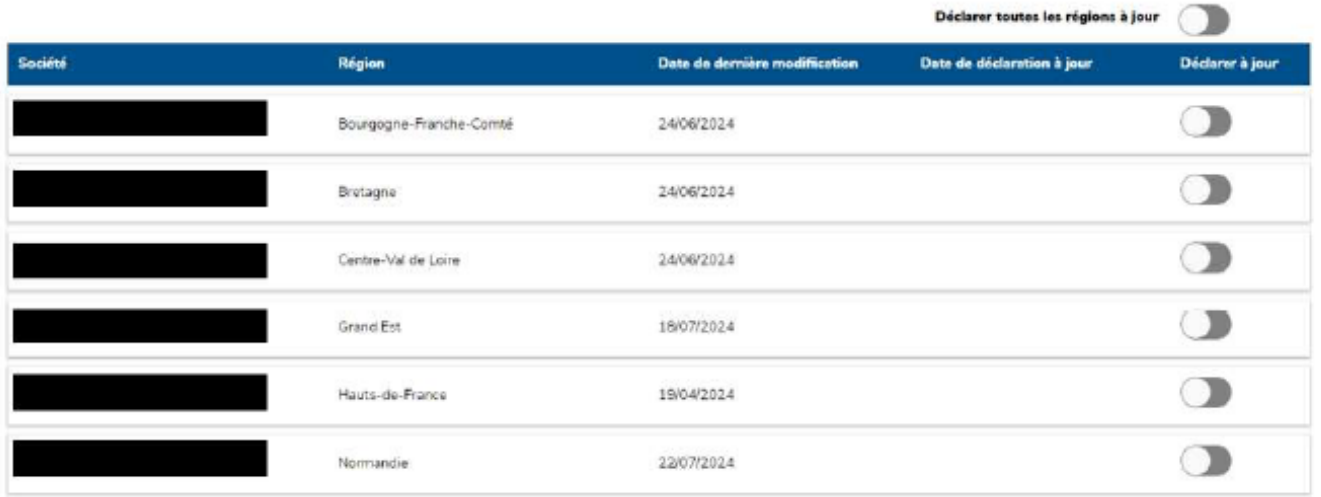
- Une partie des travaux préparatoires pour l'établissement des scénarii de gisements consolidés sera anticipée avant la fin de la campagne de recensement de gisement pour ne pas perdre de temps : identification de la dynamique des raccordements, traitement des données SRADDET/SRCAE, PPE, PPER, identification des volumes localement agrégés de demandes de raccordement non satisfaites.
- Le T0 de la révision correspond à la date d'envoi du courrier de lancement par RTE en application du D 321-11, une fois que les scénarii de gisements consolidés sont arrêtés.

2. Consignes de recensement

- **La date de mise en service prévisionnelle estimée d'une prévision d'installation doit être renseignée**, conformément au D 321-17 du code de l'énergie. Même si cette date repose sur un certain nombre d'hypothèses faites par le développeur, elle est utile pour juger de la maturité du projet. A ce stade, l'éventuelle influence de cette donnée sur la construction de gisement est à la main des DREAL.
- En cas de modification de la puissance prévue pour une prévision d'installation greenfield, il est proposé de modifier le champ « puissance » pendant la campagne de recensement.
- **A date, nous proposons que le champ « modification de puissance » soit réservé au cas du repowering**, pour renseigner la puissance d'injection supplémentaire à prévoir par rapport à l'existant, la puissance existante devant donc être renseignée dans le champ « puissance ». **En effet si nous retenions la règle champ puissance = puissance cible, il reviendrait à RTE de faire le croisement avec d'autres BDD pour en déduire la puissance supplémentaire à raccorder, ce qui allonge les délais de traitements**
- **Format des coordonnées GPS :** Système géodésique WGS 84, séparateur point ou virgule

Réponses aux remarques/questions GT précédents

- **L'identification des projets soupçonnés d'être obsolètes est importante, dès les premiers exercices de révision.** Pour rappel, AERO permet de collecter 3 dates différentes lorsqu'une action est faite par la société déclarante :
- ✓ D1 = Date de 1ere création de la prévision de projet (modifiée en cas de suppression/réimportation en masse)
- ✓ D2 = Date de dernière modification des caractéristiques d'une prévision de projet existante
- ✓ D3 = Date à laquelle la société déclarante, sans avoir modifié ligne à ligne son portefeuille, a coché la case « déclaré à jour » pour la région en campagne et/ou pour toutes les régions → **permet de confirmer qu'une prévision est toujours d'actualité même si ses caractéristiques sont les mêmes de longue date**



Il est possible de déclarer en une seule action que le portefeuille de prévisions d'installations d'une région donnée est à jour.
La « Date de dernière modification » correspond à la date à laquelle un utilisateur a ajouté, modifié ou supprimé une prévision de d'installation de production pour la dernière fois.
La « Date de déclaration à jour » correspond à la date à laquelle un utilisateur a déclaré que les prévisions de projets d'installation sont bien à jour.

- RTE a proposé de considérer que des prévisions sont obsolètes si **D1 ET D2 ET D3 sont antérieures à la (date de fin de campagne – 6 mois) pour les révisions dont les campagnes de recensement ont été lancées (CVL, NAQ, BFC, IdF, Normandie), et souhaite passer à – 3 mois à la cible**
- L'interface AERO permet facilement de donner l'information que les prévisions d'installation sont à jour : RTE souhaite comprendre les difficultés remontées car nous ne comprenons pas pourquoi 3 mois ne sont pas suffisants pour confirmer que son portefeuille régional est à jour

Exemple : vision des mises à jour pour Centre Val de Loire (extrait 28/11/23)

Max (D1, D2, D3)	**Nombre de prévision d'installations AERO**	**Somme de Puissance prévue* (GW)**
antérieure à 12mois	132	3,0
<12mois	339	6,5
<6 mois	1274	24,8
Total général	**1745**	**34,3**

Réponses aux remarques/questions GT précédents

3. Animation des campagnes de recensement

- A court terme, pas de mail automatique envoyé depuis AERO aux utilisateurs « nominatifs » d'une société déclarante donnée, car RTE ne dispose pas de leur contact. En revanche, **le mail et le courrier de lancement de campagne sont envoyés au premier administrateur désigné lors de l'inscription de la société déclarante pour avoir accès à la plateforme.**

- Suggestion de convenir d'une liste de statistiques agrégées sur les déclarations AERO initiales et brutes
  - **pour améliorer la qualité des données et permettre un suivi pendant la campagne afin que les fédérations aient des moyens supplémentaires pour guider leurs adhérents** pour ajuster leurs déclarations (au-delà de ce qu'elles voient directement dans la BBD grâce aux mandats)
    - ✓ *nombre de déclaration dont la dates de mise en service estimés pose question : au-delà de 15 ans, ou dans le passé alors que le projet n'est pas en file d'attente. Le contrôle de cohérence date de mise en service VS état d'avancement nous semble important pour les réflexions concernant la priorisation des ouvrages : identifier les projets faiblement avancés qui mettraient des dates de mise en service « trop proches »*
    - ✓ *dont la dernière date de mise à jour date de plus de 6 mois*
    - ✓ *Déjà en file d'attente ou faisant l'objet d'une instruction en cours de PTF (RPT)*
    - ✓ *qui correspondent à des regroupements*
    - ✓ *n'indiquant pas de coordonnées GPS*
    - ✓ *n'indiquant pas d'état d'avancement*
    - ✓ *localisés en dehors de la région en campagne (incohérences sur les coordonnées GPS)*
    - ✓ *Taggués en repowering mais ne respectant pas les consignes de déclaration*
  - **pour harmoniser et accélérer les réflexions sur la consolidation des gisements** : des suggestions?

Réponses aux remarques/questions GT précédents

4. Cas des regroupements de projets (GMP ou producteur unique)

- ✓ Avec l'interface AERO actuelle, RTE propose la consigne suivante afin de tenir compte du fait que les installations du regroupement peuvent être localisées dans des communes différentes et peuvent utiliser des sources d'énergie primaire différentes. Pour chaque installation du regroupement envisagée, il est demandé aux producteurs de :
  - Renseigner une prévision d'installation sur AERO avec sa puissance et son énergie primaire ;
  - Indiquer un domaine de tension de raccordement HTB ;
  - Indiquer en commentaire que cette prévision fait partie d'un groupement en indiquant en toutes lettres « GROUPEMENT – xxxx », xxx étant le nom que le porteur choisit de donner au groupement au stade de la campagne de recensement

Merci !